

承压封堵裂缝止裂条件影响因素分析

贾利春¹, 陈 勉², 谭清明¹, 孙 振³, 吴嗣跃⁴

(1. 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 四川广汉 618300; 2. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 3. 中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏扬州 225009; 4. 中国石油西南油气田分公司川东北气矿, 四川达州 635000)

摘 要:对于裂缝性地层中发生的井漏问题,通常采用堵漏材料承压封堵阻止裂缝扩大,但到目前为止对裂缝止裂条件的影响因素缺乏深入分析,为此,通过分析承压封堵后缝内的压力变化,应用叠加原理推导了缝内压力引起的缝尖应力强度因子分量公式,并在此基础上分析了其随不同影响因素的变化规律。分析表明,随着封堵长度增长、钻井液黏度增大或封堵渗透率降低,应力强度因子分量减小,裂缝逐渐满足止裂条件;裂缝长度越长或井内压力越高,应力强度因子分量越大,裂缝越不容易止裂;封堵位置越靠近缝尖处,应力强度因子分量越大,越不利于裂缝止裂。缝内压力引起的缝尖应力强度因子分量与封堵长度、封堵位置均近似满足三次函数关系,与钻井液黏度、井内压力均满足线性函数关系,与封堵渗透率近似满足对数函数关系,与裂缝长度满足幂函数关系。研究认为,承压堵漏过程中,在裂缝长度和井内压力不变或无法控制时,通过优化调整堵漏液配方和钻井液性能可实现裂缝止裂。

关键词:裂缝性储层;井漏;承压堵漏;止裂;应力强度因子;影响因素

中图分类号:TE21;TE28⁺3 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)01-0049-08

Key Factors for Inhibiting Fracture Propagation during Leakage Control under Pressure

JIA Lichun¹, CHEN Mian², TAN Qingming¹, SUN Zhen³, WU Siyue⁴

(1. Drilling & Production Technology Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Guanghan, Sichuan, 618300, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 3. Petroleum Engineering & Technology Research Institute, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu, 225009, China; 4. Northeast Sichuan Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Dazhou, Sichuan, 635000, China)

Abstract: In order to minimize lost circulation time while drilling through fractured formations, lost circulation plugging materials are generally used to prevent fracture propagation under pressure. So far, however, no further analysis has been performed on the key factors that arrest or inhibit fracturing. In this paper, a related study was conducted. First, analysis was conducted on fracture pressure variation after leakage control. Second, a formula for the fracture terminations and a stress intensity factor induced by fracture pressure was derived using the principle of superposition. And third, the influencing factors of the stress intensity factor were analyzed. It is shown that the stress intensity factor decreases with the increase of plugging length, drilling fluid viscosity, and the decrease of the plugging permeability, and consequently arrest/inhibition of propagation conditions are gradually satisfied. The stress intensity factor increases as fracture length or subsurface pressure increases or plugging location gradually approaching fracture terminations. The higher the stress intensity factor is, the more difficult the fracture inhibition. The functional relationships between the stress intensity factor induced by fracture pressure and other parameters are as follows. The formula shows approximately a cubic relationship with plugging length and location, linear relationship with drilling fluid viscosity and subsurface pressure, approximately a logarithmic relationship with plugging permeability, and power relationship with fracture length. In summary, fracture propagation can be stopped through optimizing circulation lost materials and improving drilling fluid properties if the fracture length and subsurface pressure are constant or out of control during pressured leakage control.

Key words: fractured reservoir; lost circulation; leakage control under pressure; fracture arrest; stress intensity factor; influential factors

裂缝性地层中发生的井漏问题占有所有井漏问题的 90% 以上,而且裂缝性井漏如不及时有效控制极易引起其他井下故障^[1-2]。为解决该问题,国内外在提高地层承压能力机理、堵漏材料优选和堵漏模拟试验等方面进行了深入研究。N. Morita 等人^[3-4]根据

收稿日期:2015-04-28;改回日期:2015-10-20。

作者简介:贾利春(1985—),男,河北邯郸人,2009年毕业于中国地质大学(北京)勘察技术与工程专业,2014年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,主要从事油气井岩石力学与工程方面的研究工作。

联系方式:jlc802@163.com。

DEA-13 试验提出了漏失压力理论,分析了水基和油基钻井液发生漏失的根本原因和相应的堵漏机理。在提高地层承压能力机理研究方面, M. W. Alberty 等人^[5-6]提出了“应力笼”概念, F. E. Dupriest^[6]利用“裂缝闭合压力”对其进行了解释; H. Wang 等人^[7-8]利用边界元方法建立裂缝模型,分析了封堵前后井周应力的变化,讨论了堵漏颗粒支撑和封堵裂缝 2 种情况下提高井周应力控制钻井液漏失的作用机理; B. S. Aadnoy 等人^[9]提出了滤饼承压模型,并利用压裂模拟试验装置对不同堵漏材料的承压能力进行了评价; 王贵、杨沛和贾利春等人^[10-13]根据断裂力学理论分析讨论了提高地层承压能力的作用机理; 吕开河^[14]研制了高温高压堵漏模拟试验装置,并开发了自胶结化学堵漏剂,用于提高地层承压能力。就认识堵漏材料的作用机理和优选配方而言,堵漏模拟试验是有效方法,众多研究者提出了多种评价方法^[15-18]; 针对裂缝性井漏, G. E. Loeppke 等人^[19]对堵漏材料的架桥机理进行了深入研究,提出了单颗粒架桥、双颗粒和多颗粒架桥模型; 李家学等人^[20]将堵漏颗粒假设为立方体,建立了随钻刚性颗粒估算模型,用于堵漏颗粒粒径和浓度的估算; N. Kaageson-Loe 等人^[21]研究了不同堵漏材料粒径配比情况下的封堵机理,分析了裂缝开度与颗粒粒径 D_{90} 之间存在不同关系时的颗粒堵漏作用模式; D. Frequin 等人^[22]利用电镜扫描观察分析了堵漏颗粒架桥填充所形成的封堵区域。

利用堵漏材料承压封堵裂缝的主要目的是阻止裂缝延伸扩大,虽然前人对裂缝承压封堵机理已有较为深入的认识,但裂缝止裂条件的具体影响因素还有待进一步研究。为此,笔者通过分析承压封堵后缝内的压力变化,应用叠加原理推导了缝内压力引起的缝尖应力强度因子分量公式,并在此基础上分析讨论了其随不同影响因素的变化规律,以期科学控制裂缝性地层井漏提供理论支持。

1 缝尖应力状态

由线弹性断裂力学理论可知,裂缝止裂的条件是裂缝尖端的应力强度因子小于漏失地层岩石的断裂韧性,即满足^[23]:

$$k_1 < k_{IC} \quad (1)$$

式中: k_1 为裂缝尖端的 I 型应力强度因子, $\text{MPa} \cdot \sqrt{\text{m}}$; k_{IC} 为漏失地层岩石的 I 型断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \sqrt{\text{m}}$ 。

假设地层为均质各向同性的线弹性材料,钻井

过程中天然裂缝张开或压裂产生诱导裂缝,其扩展延伸为典型的 I 型裂缝。计算井眼两侧 I 型裂缝尖端应力强度因子时,将其看作无限大平板中存在的一井眼,井眼半径为 R ,在井眼两侧沿最大水平主应力方向存在长为 L 的对称裂缝,裂缝受到远场地应力 σ_H 和 σ_h 的作用,作用在井壁上的井内压力为 p_w ,作用在裂缝面上的缝内压力为 p_f ,如图 1 所示。

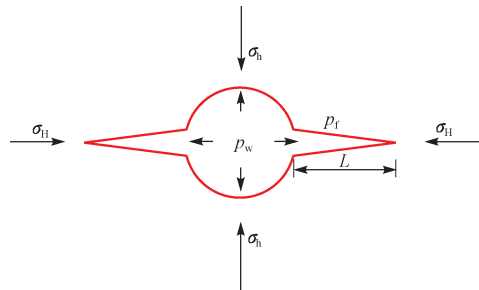


图 1 地层中裂缝受力示意

Fig. 1 The schematic diagram of the stress state of fractures in formations

在一无限大平板中有长度为 $2L$ 的拉伸裂缝,其裂缝尖端的应力强度因子可表示为^[23]:

$$k_1 = \frac{1}{\sqrt{\pi L}} \int_{-L}^L f(x) \sqrt{\frac{L+x}{L-x}} dx \quad (2)$$

式中: L 为裂缝半长, m ; $f(x)$ 为作用在裂缝面上的法向应力, MPa 。

由式(2)可知,裂缝尖端的应力强度因子由裂缝长度和作用于裂缝面上的法向应力共同决定。由于地层中裂缝长度难以人为控制或改变,因此可通过调整作用于裂缝面的法向应力实现对裂缝尖端应力强度因子的控制,实现裂缝止裂。

由图 1 可知,直接求取裂缝尖端应力强度因子比较困难,可应用叠加原理将缝尖应力强度因子分解为各应力分量所引起的应力强度因子分量,然后再叠加后求得,即:

$$k_1 = k_1(\sigma_H) + k_1(\sigma_h) + k_1(p_w) + k_1(p_f) \quad (3)$$

式中: $k_1(\sigma_H)$ 、 $k_1(\sigma_h)$ 、 $k_1(p_w)$ 和 $k_1(p_f)$ 分别为 σ_H 、 σ_h 、 p_w 和 p_f 应力分量所引起的裂缝尖端(以下简称缝尖)应力强度因子分量, $\text{MPa} \cdot \sqrt{\text{m}}$ 。

发生裂缝性井漏后,漏失地层所处的地应力环境(σ_H , σ_h)已经客观存在无法人为改变。由式(3)可知,堵漏过程中的裂缝尖端应力强度因子主要由井内压力和缝内压力所控制。此外,在堵漏过程中,井内压力是施工作业所设计的井内最大压力值,通常不会发生变化。因此,降低裂缝尖端应力强度因子的唯一方法是控制缝内压力,即通过堵漏材料实现

承压封堵裂缝, 封隔井内压力和缝内压力之间的传递, 从而降低缝内压力, 进而降低缝内压力所引起的裂缝尖端应力强度因子分量^[10-13]。最终, 当裂缝尖端应力强度因子低于漏失地层的断裂韧性时, 裂缝止裂的条件得到满足, 可阻止裂缝延伸扩大。

因此, 分析承压堵漏过程中裂缝尖端应力强度因子的变化, 主要是分析缝内压力引起的 $k_1(p_f)$ 的变化, 而控制缝内压力变化的决定因素是堵漏材料在裂缝内形成封堵区域的性能。

2 封堵情况下的缝内压力

承压封堵裂缝时, 堵漏材料进入裂缝, 在缝内某一位置处 x_1 ($R \leq |x_1| \leq R+L$) 开始形成致密封堵区域, 缝内封堵区域的长度为 l 。缝内封堵区域如图 2 所示。

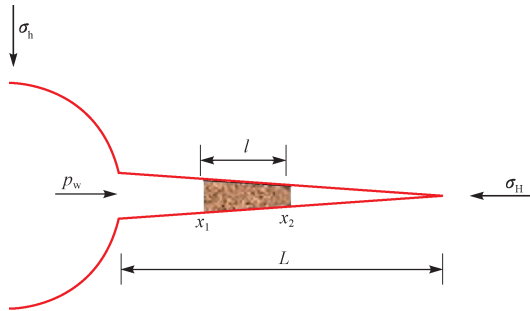


图 2 缝内封堵区域示意

Fig. 2 The schematic diagram of plugging zone inside a fracture

钻井液渗流通过缝内封堵区域时将产生压降, 井眼与封堵区域之间的压力保持不变, 而封堵区域与裂缝尖端之间的压力会低于井内压力。因此, 封堵区域将缝内压力分为 3 段, 分别为井内压力 p_w 段、封堵区域压降 $p(x)$ 段和缝尖压力 p_t 段。缝内存在封堵的情况下, 缝内的压力分布如图 3 所示。

承压封堵裂缝后, 钻井液渗流通过缝内封堵区域时满足达西定律。假设缝内封堵区域的区间为 $[x_1, x_2]$, 则封堵区域内的压降梯度为^[13]:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\mu_m Q}{K_s A} \quad (4)$$

式中: p 为缝内压力, MPa; μ_m 为钻井液的黏度, mPa·s; Q 为钻井液在裂缝内的流量, m³/s; K_s 为

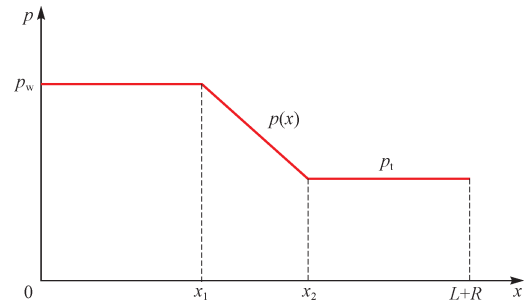


图 3 缝内压力分布示意

Fig. 3 The schematic diagram of plugging zone inside a fracture

封堵区域的渗透率, mD; A 为裂缝的截面积, m²。

因此, 封堵区域内任一点处的压降 $p(x)$ 为:

$$p(x) = p_w - \frac{\mu_m Q}{K_s A} (x - x_1) \quad (5)$$

当钻井液渗流通过缝内封堵区域后不再考虑压降, 此时缝尖的压力保持恒定, 可表示为:

$$p_t = p_w - \frac{\mu_m Q}{K_s A} l \quad (6)$$

由式(6)可知, 当裂缝面积和钻井液性能维持不变时, 缝尖段的压力主要由堵漏材料形成的封堵区域性能决定。当封堵区域长度 l 逐渐变大, 钻井液在封堵区域的压降也逐渐升高。当封堵区域的渗透率逐渐变小时, 缝尖段的压力会进一步降低。由此可知, 采用搭配适当且粒径级配合理的堵漏材料承压封堵裂缝后, 缝内压力发生改变, 进而会降低缝内压力所引起的裂缝尖端应力强度因子分量, 实现裂缝止裂。

3 裂缝止裂条件影响因素分析

3.1 应力强度因子分量的影响因素

由叠加原理可得, 承压封堵裂缝后缝内压力引起的 $k_1(p_f)$ 为:

$$k_1(p_f) = k_1(p_w) + k_1(p(x)) + k_1(p_t) \quad (7)$$

式中: $k_1(p(x))$ 和 $k_1(p_t)$ 分别为 $p(x)$ 和 p_t 引起的裂缝尖端应力强度因子分量, MPa·√m。

将 p_w , 式(5)和式(6)代入式(7)并积分简化, 可得裂缝封堵后缝内压力所引起的缝尖应力强度因子分量:

$$k_1(p_f) = 2\sqrt{\frac{L+R}{\pi}} \left[p_w \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{R}{R+L} \right) + \frac{\mu_m Q}{K_s A} x_1 \left(\arcsin \frac{x_1+l}{R+L} - \arcsin \frac{x_1}{R+L} \right) - \frac{\mu_m Q}{K_s A} l \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{x_1+l}{R+L} \right) \right] - \frac{\mu_m Q}{K_s A} \left[(R+L)^2 \left(\arcsin \frac{x_1+l}{R+L} - \arcsin \frac{x_1}{R+L} \right) + x_1 \sqrt{(R+L)^2 - x_1^2} - (x_1+l) \sqrt{(R+L)^2 - (x_1+l)^2} \right] \quad (8)$$

由式(8)可知,缝内压力引起的裂缝尖端应力强度因子分量的影响因素主要包括缝内封堵区域的位置、封堵长度、封堵渗透率、井内压力、裂缝长度及钻井液性能等参数。下面分别分析这些因素对 $k_1(p_f)$ 的影响。分析过程中,假设基本参数为: $R=0.1\text{ m}$, $L=10\text{ m}$, $p_w=60\text{ MPa}$, $A=0.01\text{ m}^2$, $Q=0.005\text{ m}^3/\text{s}$, $K_s=5\text{ mD}$ 。以上数据为假设值,仅用于文中 $k_1(p_f)$ 变化趋势分析,不具有普遍代表性。

3.2 $x_1=R$ 时的应力强度因子分量

当 $x_1=R$ 时,堵漏材料在裂缝入口处架桥堆积逐渐形成缝内封堵区域(见图4),该封堵称为缝口封堵。堵漏材料的封堵长度 l 在 $[0, L]$,当 $l=0$ 时未形成封堵,当 $l=L$ 时堵漏材料形成的封堵区域充满

整个裂缝,即裂缝处于全封堵状态。

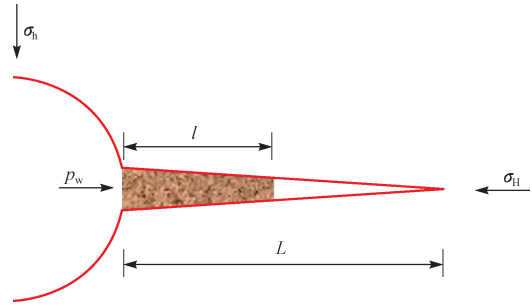


图4 缝口封堵区域示意

Fig. 4 The schematic diagram of plugging zone at the fracture mouth

将 $x_1=R$ 代入式(8),可得缝口封堵状态下缝内压力引起的 $k_1(p_f)$:

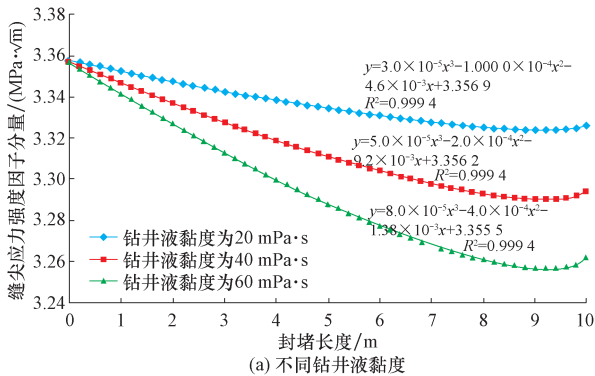
$$k_1(p_f) = 2\sqrt{\frac{L+R}{\pi}} \left[p_w \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{R}{R+L} \right) + \frac{\mu_m Q}{K_s A} R \left(\arcsin \frac{R+l}{R+L} - \arcsin \frac{R}{R+L} \right) - \frac{\mu_m Q}{K_s A} l \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{R+l}{R+L} \right) \right] - \frac{\mu_m Q}{K_s A} \left[(R+L)^2 \left(\arcsin \frac{R+l}{R+L} - \arcsin \frac{R}{R+L} \right) + R \sqrt{(R+L)^2 - R^2} + (R+l) \sqrt{(R+L)^2 - (R+l)^2} \right] \quad (9)$$

利用式(9)分析缝口封堵状态下封堵长度、钻井液黏度、封堵渗透率、裂缝长度和井内压力等参数对缝内压力引起的 $k_1(p_f)$ 的影响,所得结果如图5—图8所示。

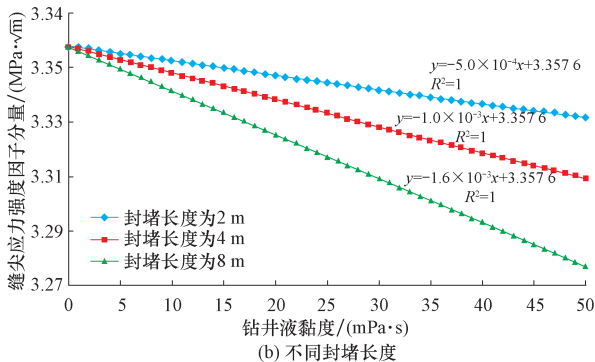
图5为不同钻井液黏度和封堵长度下 $k_1(p_f)$ 的变化曲线。由图5(a)可知,钻井液黏度一定时,随着缝内封堵长度逐渐增大, $k_1(p_f)$ 逐渐变小,两者之间近似满足三次函数关系。钻井液黏度为 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, $k_1(p_f)$ 由缝口处的 $3.3572\text{ MPa}\cdot\sqrt{\text{m}}$ 减小至全封堵时的 $3.3258\text{ MPa}\cdot\sqrt{\text{m}}$, 减幅为 0.94% ; 钻井液黏度为 $40\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, 减幅为 1.88% ; 钻井液黏度为 $60\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时, 减幅为 2.82% 。上述结果表明,缝内封堵长度越长,裂缝尖端应力强度因子越小; 钻井液黏度越高, $k_1(p_f)$ 减小幅度越大, 越容易满足裂缝止裂条件, 阻止裂缝延伸扩大。另外, 由图5(a)可知, 在堵漏材料完全封堵裂缝时 $k_1(p_f)$ 并不是最小值, 而是在封堵长度略小于裂缝长度的位置出现最小值, 但整体趋势是封堵长度越长, 裂缝越容易止裂。

图5(b)表明, 封堵长度一定时, 随着钻井液黏度的增大, $k_1(p_f)$ 逐渐变小, 两者之间满足线性函数关系。如封堵长度为 2 m 时, 随着钻井液黏度增大, $k_1(p_f)$ 由 $3.3576\text{ MPa}\cdot\sqrt{\text{m}}$ 减小至 $3.3317\text{ MPa}\cdot\sqrt{\text{m}}$, 减幅为 0.77% ; 封堵长度为 4 m 时, $k_1(p_f)$ 减幅为 1.16% ; 封堵长度为 8 m 时, $k_1(p_f)$ 减幅为 1.95% , $k_1(p_f)$ 减幅随封堵长度增长逐渐变大。上述结果表明, 承压堵漏时应采用较高黏度的堵漏液并尽量增大缝内封堵长度, 以提高承压封堵裂缝的效果。

图6为缝内封堵渗透率对 $k_1(p_f)$ 的影响关系曲



(a) 不同钻井液黏度



(b) 不同封堵长度

图5 钻井液黏度对缝尖应力强度因子分量的影响

Fig. 5 The effect of drilling fluid viscosity on the stress intensity factor of fracture termination

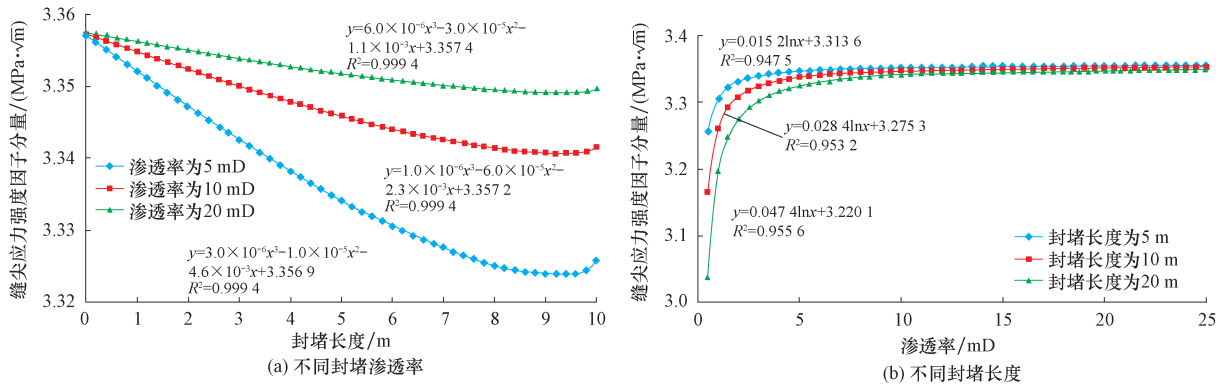


图 6 封堵区域渗透率对缝尖应力强度因子分量的影响

Fig. 6 The effect of plugging permeability on the stress intensity factor of fracture termination

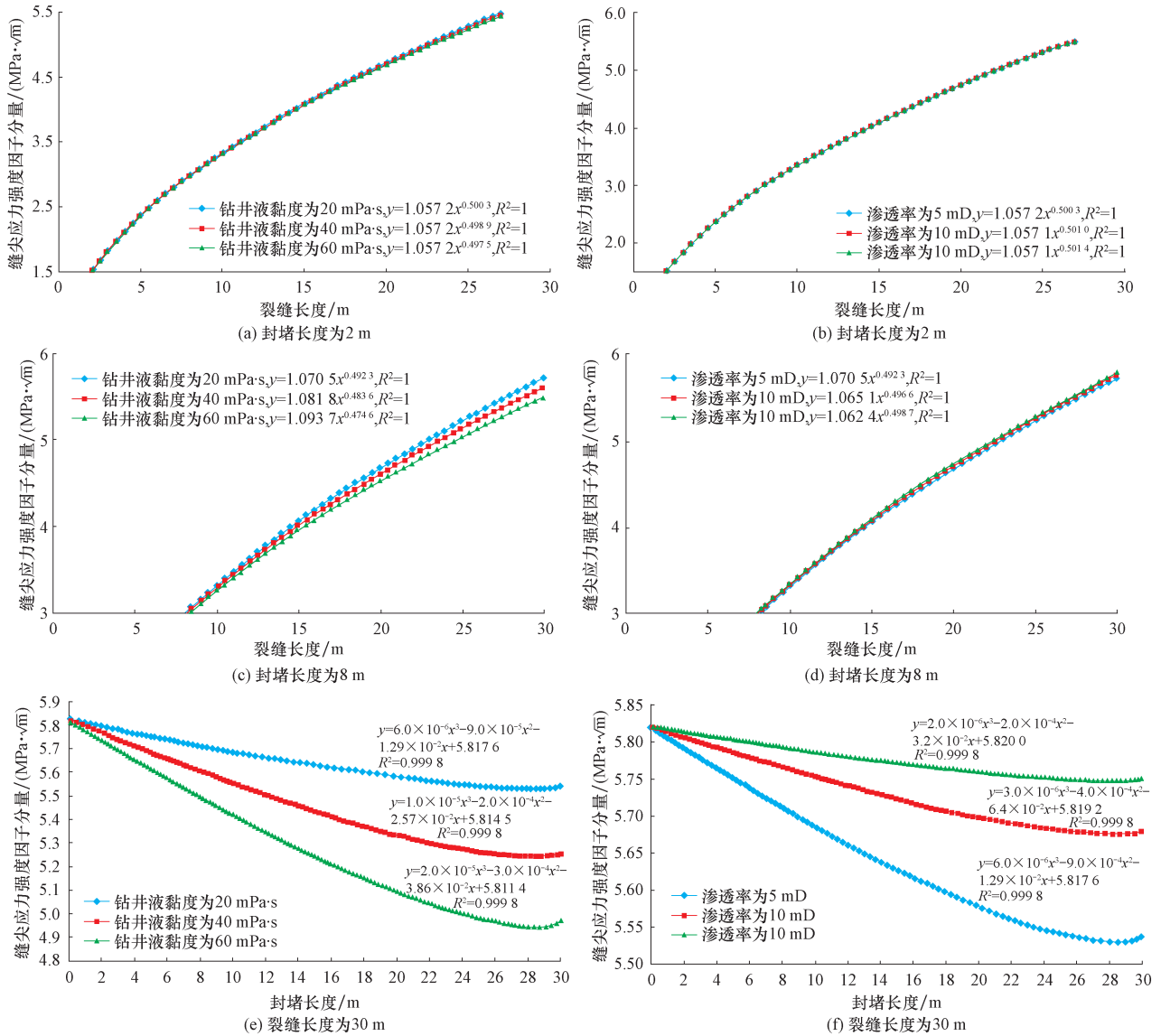


图 7 裂缝长度对缝尖应力强度因子分量的影响

Fig. 7 The effect of fracture length on stress intensity factor of fracture termination

线。由图 6(a)可知,与上述分析相同,在封堵渗透率一定时,随着缝内封堵长度增长, $k_1(p_f)$ 逐渐减

小,两者之间近似满足三次函数关系;封堵长度越长, $k_1(p_f)$ 越小,越有利于裂缝止裂。

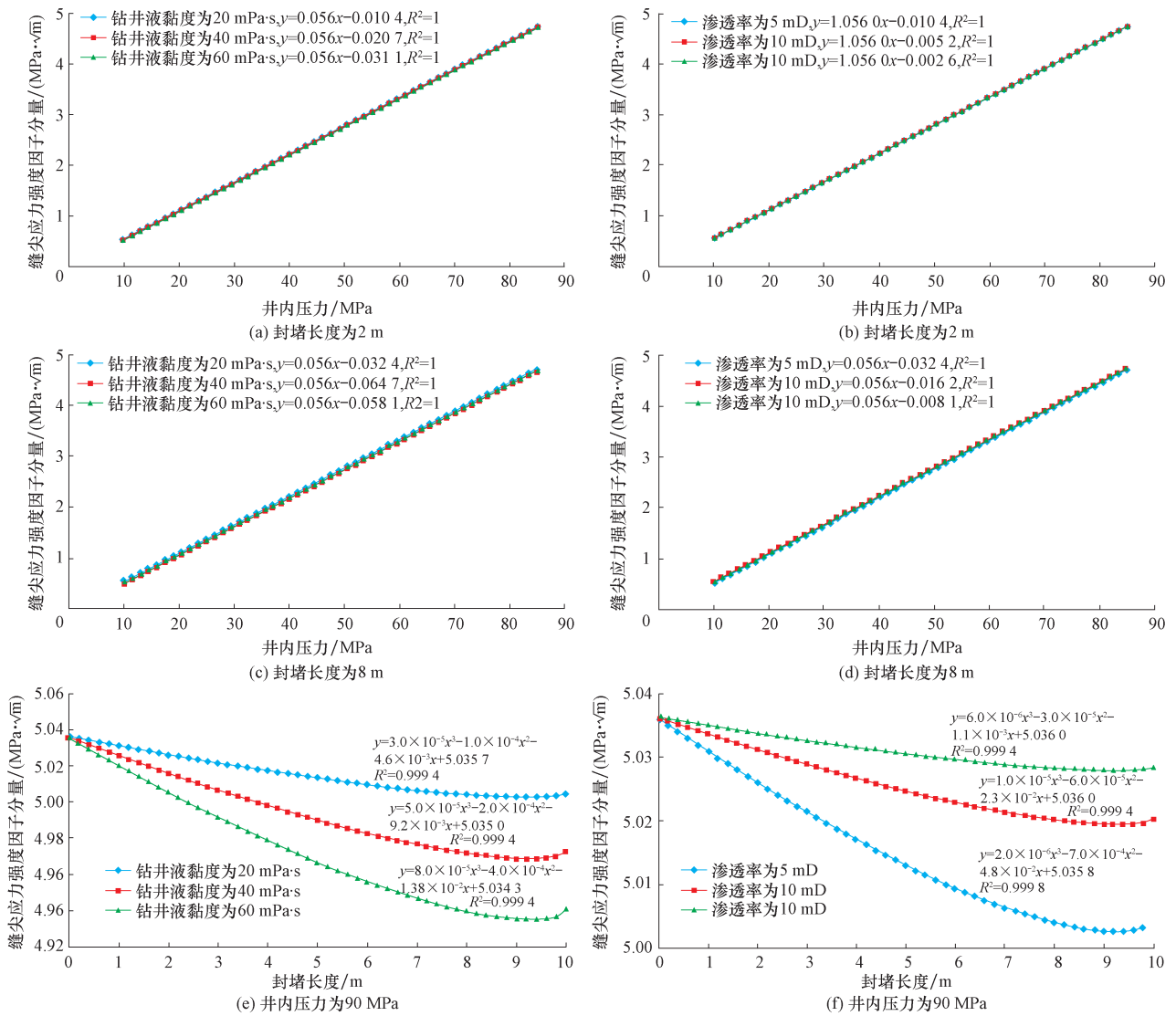


图8 井内压力对缝尖应力强度因子分量的影响

Fig. 8 The effect of subsurface pressure on the stress intensity factor of fracture termination

由图6(b)可知,在封堵长度一定时,随着缝内封堵渗透率升高, $k_1(p_f)$ 逐渐增大,两者之间近似满足对数函数关系;渗透率低于5 mD时,随封堵渗透率升高, $k_1(p_f)$ 先急剧增大,之后逐渐趋于恒定。上述结果表明,封堵区域的渗透率越低,堵漏材料封堵裂缝的效果越好;封堵长度越长, $k_1(p_f)$ 越小,裂缝越容易满足止裂条件。承压堵漏过程中,封堵区域的渗透率也是表征承压封堵效果好坏的指标,因此优化堵漏液配方、降低封堵区域的渗透率同样有利于提高裂缝封堵效果。

图7为不同封堵长度时, $k_1(p_f)$ 随裂缝长度变化的关系曲线。对比图7(a)、图7(b)和图7(c)、图7(d)可知,缝内封堵长度一定时,随着裂缝长度增长, $k_1(p_f)$ 明显增大,两者之间满足幂函数关系;由图7(e)和图7(f)可知,裂缝长度一定时,随着钻井

液黏度升高或封堵区域渗透率降低, $k_1(p_f)$ 随着封堵长度增长而逐渐减小,两者之间同样近似满足三次函数关系。对比图5、图6、图7(e)和图7(f)可知,裂缝长度增长, $k_1(p_f)$ 明显增大,如在封堵长度为2 m、钻井液黏度为20 mPa·s和封堵区域渗透率为5 mD条件下,随着裂缝长度增长, $k_1(p_f)$ 由3.3472 MPa·√m增大至5.7918 MPa·√m,增幅为73.03%;当钻井液黏度增大至60 mPa·s时, $k_1(p_f)$ 的增幅为72.40%;当封堵区域渗透率升至20 mD时, $k_1(p_f)$ 的增幅为73.28%。上述结果表明,当地层中存在较长的裂缝时,承压封堵效果会逐渐降低,裂缝不易止裂;但是随着钻井液黏度增大, $k_1(p_f)$ 的增幅会逐渐变小;而随着封堵区域渗透率增大, $k_1(p_f)$ 的增幅会逐渐变大。对于裂缝性地层,裂缝长度属于客观

因素,往往难以人为调控,因此在堵漏过程中为了实现较好的封堵效果,应尽可能增大缝内堵漏材料的封堵长度,优化堵漏液配方使封堵区域渗透率降低,并增大钻井液黏度,以利于满足裂缝止裂条件。

图 8 为井内压力对 $k_1(p_f)$ 的影响曲线。对比图 8(a)~(d) 可知,缝内封堵长度一定的条件下,当井内压力逐渐升高时, $k_1(p_f)$ 明显增大,两者之间满足线性函数关系;由图 8(e) 和图 8(f) 可知,当井内压力一定时,随着钻井液黏度增大或封堵区域渗透率降低, $k_1(p_f)$ 随着封堵长度增加而逐渐减小,两者同样近似满足三次函数关系。对比图 5、图 6、图 8(e) 和图 8(f) 可知,井内压力升高, $k_1(p_f)$ 明显增大,如在封堵长度为 2 m、钻井液黏度为 20 mPa·s 和封堵区域渗透率为 5 mD 条件下,随着井内压力升高, $k_1(p_f)$ 由 1.668 4 MPa·√m 增大至 5.026 0 MPa·√m,增幅为 201.25%;当钻井液黏度增大至 60 mPa·s 时, $k_1(p_f)$ 的增幅为 203.77%;当封堵区域渗透率升至 20 mD 时, $k_1(p_f)$ 的增幅为 200.31%。上述结果表明,井内压力越高,承压封堵效果会越差,裂缝越不易止裂。承压堵漏中,井内压力对于裂缝止裂发挥着重要作用,但是承压堵漏中井内压力通常不会发生变化。因此,在满足承压封堵要求的前提下,应尽量降低井内压力,维持裂缝的稳定状态。

3.3 $x_1=R+L$ 时的应力强度因子分量

当 $x_1=R+L$ 时,堵漏材料在裂缝尖端处架桥堆积逐渐形成缝内封堵区域(见图 9),该封堵称为缝尖封堵。

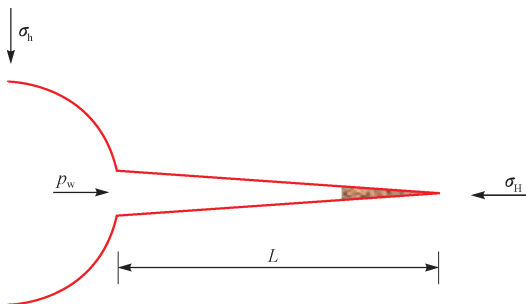


图 9 缝尖封堵区域示意

Fig. 9 The schematic diagram of plugging zone at the fracture termination

在缝尖封堵状态下,裂缝内的压力近似等于井内压力,即 $p_f = p_w$ 。这种情况下,缝内压力引起的 $k_1(p_f)$ 为:

$$k_1(p_f) = 2 \sqrt{\frac{L+R}{\pi}} p_w \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{R}{R+L} \right) \quad (10)$$

由式(10)可知,在缝尖封堵状态下, $k_1(p_f)$ 的值最大,不利于裂缝满足止裂条件,因此进行承压堵漏作业时,应避免因堵漏材料颗粒太小在裂缝尖端处堆积形成封堵。堵漏材料堆积在裂缝尖端逐渐失水形成封堵段后,虽然裂缝会停止扩展,但裂缝在井内压力作用下将进一步扩大,这种作用与水力压裂中的缝尖脱砂压裂技术相似^[24],因此堵漏材料粒径的选择至关重要,若粒径过小不能在缝内形成封堵,颗粒会随钻井液流动而堆积在缝尖位置形成缝尖封堵,不利于阻止裂缝延伸扩大。

3.4 $R < x_1 < R+L$ 时的应力强度因子分量

当 $R < x_1 < R+L$ 时,堵漏材料在裂缝内某一位置处架桥堆积逐渐形成缝内封堵区域(见图 2),该封堵称为缝内封堵。由式(8)可知,在缝内封堵状态下,封堵位置变化对缝内压力引起的 $k_1(p_f)$ 的影响曲线如图 10 所示。

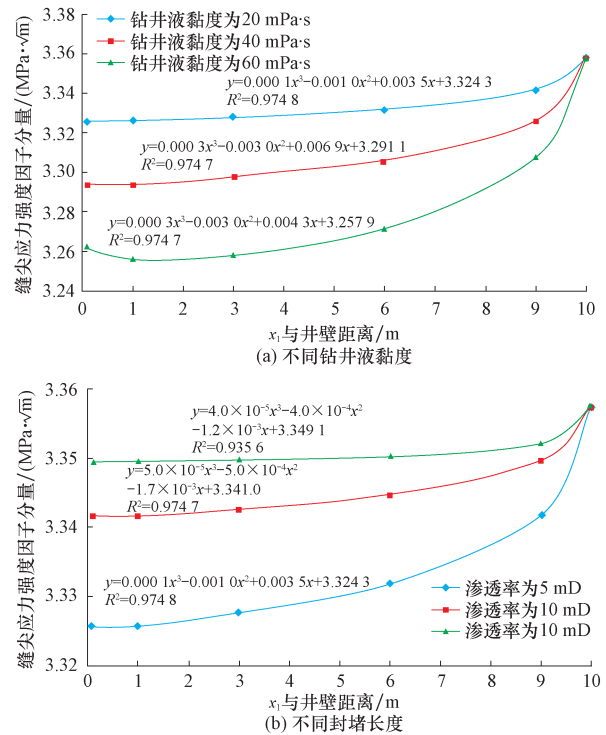


图 10 不同封堵位置对缝尖应力强度因子分量的影响

Fig. 10 The effect of plugging location on the stress intensity factor of fracture termination

由图 10 可知,在钻井液黏度或封堵区域渗透率一定时,随着封堵位置逐渐靠近裂缝尖端处, $k_1(p_f)$ 逐渐增大,两者之间近似满足三次函数关系,在裂缝尖端处最大,而在靠近裂缝入口处最小;在封堵位置一定时,随着钻井液黏度增大或封堵区域渗透率降低, $k_1(p_f)$ 逐渐减小。上述结果表明,堵漏材料在裂

缝入口处逐渐架桥形成封堵区域的承压封堵效果较好,此时有利于满足裂缝止裂条件。但是,堵漏材料处于缝口封堵状态时,封堵区域极易受到钻井液波动压力和钻具碰撞摩擦的影响而被破坏。因此,在现场堵漏施工中堵漏材料粒径分布的选择应以井壁上的裂缝开度为依据,尽可能使缝内封堵区域位于缝内且接近于裂缝入口处的位置。

4 结 论

1) 承压封堵裂缝后缝内压力发生变化并分为井内压力段、封堵区域压降段和缝尖压力段,应用叠加原理推导了封堵后缝内压力引起的缝尖应力强度因子分量 $k_I(p_f)$ 的计算公式。

2) $k_I(p_f)$ 与封堵长度、钻井液黏度、封堵材料渗透率之间依次近似满足三次函数、线性函数和对数函数关系;封堵长度越大、钻井液黏度越高或封堵区域渗透率越低,越容易满足止裂条件。

3) $k_I(p_f)$ 与裂缝长度、井内压力之间分别满足幂函数、线性函数关系;裂缝长度越长或井内压力越高,裂缝越不容易止裂。

4) 封堵位置逐渐靠近缝尖, $k_I(p_f)$ 增大,不利于裂缝止裂,两者之间近似为三次函数关系;为避免堵漏颗粒太小在裂缝尖端堆积封堵,应尽可能使缝内封堵靠近裂缝入口处。

参 考 文 献

References

- [1] 徐同台,刘玉杰,申威,等. 钻井工程防漏堵漏技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997:1-34.
XU Tongtai, LIU Yujie, SHEN Wei, et al. The plugging technology in drilling engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 1-34.
- [2] 王业众,康毅力,游利军,等. 裂缝性储层漏失机理及控制技术进展[J]. 钻井液与完井液,2007,24(4):74-77.
WANG Yezhong, KANG Yili, YOU Lijun, et al. Progresses in mechanism study and control; mud losses to fractured reservoirs [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(4): 74-77.
- [3] MORITA N, BLACK A D, FUH G F. Theory of lost circulation pressure[R]. SPE 20409, 1990.
- [4] FUH Giin-Fa, MORITA N, BOYD P A, et al. A new approach to preventing lost circulation while drilling[R]. SPE 24599, 1992.
- [5] ALBERTY M W, MCLEAN M R. A physical model for stress cages[R]. SPE 90943, 2004.
- [6] DUPRIEST F E. Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices[R]. SPE/IADC 92192, 2005.
- [7] WANG H, TOWLER B F, SOLIMAN M Y. Fractured wellbore stress analysis; sealing cracks to strengthen a wellbore [R]. SPE/IADC 104947, 2007.
- [8] WANG H, SOLIMAN M Y, TOWLER B F. Investigation of factors for strengthening a wellbore by propping fractures[R]. SPE 112629, 2008.
- [9] AADNOY B S, ANGEL M, JERQUERA A, et al. Design of well barriers to combat circulation losses[R]. SPE 105449, 2007.
- [10] 王贵,蒲晓林,文志明,等. 基于断裂力学的诱导裂缝性井漏控制机理分析[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(1):131-134.
WANG Gui, PU Xiaolin, WEN Zhiming, et al. Mechanism of controlling lost circulation in induced fracture formation based on fracture mechanics[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(1): 131-134.
- [11] 王贵,蒲晓林. 提高地层承压能力的钻井液堵漏作用机理[J]. 石油学报,2010,31(6):1009-1012.
WANG Gui, PU Xiaolin. Plugging mechanism of drilling fluid by enhancing wellbore pressure [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 1009-1012.
- [12] 杨沛,陈勉,金衍,等. 裂缝承压能力模型及其在裂缝地层堵漏中的应用[J]. 岩石力学与工程学报,2012,31(3):479-487.
YANG Pei, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Crack pressure bearing capacity model and its application to plugging of fractured formation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(3): 479-487.
- [13] 贾利春,陈勉,张伟,等. 诱导裂缝性井漏止裂封堵机理分析[J]. 钻井液与完井液,2013,30(5):82-85.
JIA Lichun, CHEN Mian, ZHANG Wei, et al. Plugging mechanism of induced fracture for controlling lost circulation[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(5): 82-85.
- [14] 吕开河. 钻井工程中井漏预防与堵漏技术研究与应[D]. 青岛:中国石油大学(华东)石油工程学院,2007.
LYU Kaihe. Study and application of lost circulation resistance and control technology during drilling[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2007.
- [15] 薛王志,刘振东,唐代绪,等. 裂缝性地层堵漏配方及规律性研究[J]. 钻井液与完井液,2009,26(6):28-30.
XUE Yuzhi, LIU Zhendong, TANG Daixu, et al. Study on the formulation of lost circulation control fluid and the laws of lost circulation control for fractured formations [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(6): 28-30.
- [16] 程仲,熊继有,程昆,等. 物理法随钻堵漏技术的试验研究[J]. 石油钻探技术,2009,37(1):53-57.
CHENG Zhong, XIONG Jiyu, CHENG Kun, et al. Experimental studies on sealing while drilling using physical materials [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 53-57.
- [17] SAVARI S, KUMAR A, WHITFIELD D L, et al. Engineered LCM design yields novel activating materials for potential application in severe lost circulation scenarios[R]. SPE 164748, 2013.
- [18] KEFI S, LEE J C, SHINDGIKAR N D, et al. Optimizing in four steps composite lost circulation pills without knowing loss zone width[R]. IADC/SPE 133735, 2010.
- [19] LEOPPKE G E, GLOWKA D A, WRIGHT E K. Design and evaluation of lost-circulation materials for severe environments [J]. JPT, 1990, 42(3): 328-337.
- [20] 李家学,黄进军,罗平亚,等. 裂缝地层随钻刚性颗粒封堵机理与估算模型[J]. 石油学报,2011,32(3):509-513.
LI Jiaxue, HUANG Jinjun, LUO Pingya, et al. Plugging mechanism and estimation models of rigid particles while drilling in fracture formations [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 509-513.
- [21] KAAGESON-LOE N, SANDERS M W, GROWCOCK F, et al. Particulate-based loss-prevention material; the secrets of fracture sealing revealed[R]. IADC/SPE 112595, 2008.
- [22] FREQUIN D, BEDRIKOVETSKY P, ZITHA P L J. CT scan study of the leak-off of oil-based drilling fluids into saturated media [R]. SPE 165193, 2013.
- [23] 阿特金森 B K. 岩石断裂力学[M]. 尹祥础,修济刚,译. 北京:地震出版社,1992:76-119.
ATKINSON B K. Fracture mechanics of rock [M]. YIN Xiangchu, XIU Jigang, translated. Beijing: Earthquake Press, 1992: 76-119.
- [24] CHEKHONIN E, LEVONYAN K. Hydraulic fracture propagation in highly permeable formations, with applications to tip screenout [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2012, 50: 19-28.